11. Lo sviluppo delle rinnovabili e le opportunità per il Mezzogiorno

11.1 Verso il 2030: Mezzogiorno e sfida energetica

Il processo di transizione energetica si sviluppa lungo una traiettoria che intreccia clima, energia e sviluppo economico. Come ricorda l'identità di Kaya[1], le emissioni di gas serra dipendono dall'interazione fra crescita demografica, reddito pro capite, intensità energetica[2] e intensità carbonica dell'energia. Ridurre le emissioni significa dunque agire contemporaneamente sull'efficienza energetica e sulla struttura dei consumi. In questa prospettiva, l'Unione europea, con il Green Deal del 2019 e il pacchetto Fit for 55 del 2021, si è posta l'ambizioso obiettivo di ridurre le emissioni nette di gas serra del 55% entro il 2030 rispetto al 1990 e di raggiungere la neutralità climatica al 2050.

A fianco delle finalità climatiche, la stabilità dei prezzi e la sicurezza energetica sono divenute priorità inderogabili. Lo shock del biennio 2021-2022 e il conflitto in Ucraina hanno messo a nudo la dipendenza strutturale dell'Unione europea dalle importazioni di gas, in gran parte provenienti dalla Russia. La contrazione dei flussi e l'elevata volatilità dei prezzi sul mercato TTF hanno evidenziato la vulnerabilità del modello energetico europeo, riportando la sicurezza degli approvvigionamenti al centro dell'agenda politica dell'Unione. Da quel momento la transizione energetica dell'Ue da politica climatica è divenuta parte di un più ampio progetto di autonomia strategica[3], orientato a diversificare le fonti di approvvigionamento, ridurre le dipendenze e rafforzare la resilienza energetica e industriale europea[4].

In questo scenario, l'Unione, con il piano REPowerEU e la Direttiva RED III, ha impresso una svolta duplice e complementare: da un lato ha cercato di attenuare nell'immediato la vulnerabilità derivante dalle forniture russe, diversificando i canali di approvvigionamento e introducendo misure emergenziali di contenimento dei consumi; dall'altro ha innalzato al 42,5% la quota vincolante di energia rinnovabile nei consumi finali lordi al 2030. Il percorso è stato ulteriormente consolidato nel 2024 con il Net Zero Industry Act e il Critical Raw Materials Act, attraverso i quali l'Unione ha proiettato la logica della sicurezza sul terreno industriale, ponendosi l'obiettivo di sviluppare filiere tecnologiche e garantire l'accesso a materie prime critiche, così da ridurre la dipendenza esterna e presidiare i segmenti più

[1] Kaya, Y., Impact of Carbon Dioxide Emission Control on GNP Growth: Interpretation of Proposed Scenarios, IPCC Response Strategies Working Group, 1990. Per una discussione applicata: Fantacone S., Parco M., REPowerEU e la transizione energetica europea dopo l'invasione dell'Ucraina, in EURES-CER, La globalizzazione fragile e l'autonomia strategica dell'Europa: le sfide per la politica economica estera dell'Italia. Rapporto al CNEL, Roma. 2023

[2] Secondo l'identità contabile di KAYA, l'intensità energetica è data dal rapporto tra consumo di energia e prodotto interno lordo, mentre l'intensità carbonica è il risultato del rapporto tra le emissioni di gas serra e i consumi di energia. I due indicatori rappresentano la sintesi tecnica del processo di transizione energetica.

[3] European Commission, Strategic autonomy and resilience in the energy sector, 2022.

[4] Per un approfondimento sulla relazione tra competitività, sicurezza economica e necessità di una nuova governance europea: Guerrieri, P., Padoan, P.C., Industrial Policy and Security: The European Union and the Double Challenge: Strengthening Competitiveness and Enhancing Economic Security, in F. Cerniglia e F. Saraceno (a cura di), Investing in the Structural Transformation: 2024 European Public Investment Outlook, Open Book Publishers, cap. 8, 2024.

sensibili delle catene del valore. Questi interventi si collocano in un quadro globale in cui i processi di globalizzazione mostrano un rallentamento strutturale.

Nel 2024, l'Italia ha recepito la svolta europea con l'aggiornamento del Piano Nazionale Integrato Energia e Clima (PNIEC), che prevede entro il 2030 una copertura da Fonti di Energia Rinnovabili (FER) del 39,4% dei consumi finali lordi di energia e il 63,4% di quelli elettrici. Il contributo principale è atteso dal fotovoltaico, con un incremento della capacità fino a 79 GW, e dall'eolico, fino a 28 GW. La realizzazione di tali obiettivi richiede un'accelerazione delle installazioni e un significativo potenziamento delle infrastrutture di rete e dei sistemi di accumulo[5], data la non programmabilità delle FER.

Gli obiettivi del PNIEC pongono il Mezzogiorno come attore principale nel processo di transizione energetica, presentandosi come il territorio a maggiore potenziale di sviluppo[6]. L'elevata disponibilità di risorsa eolica e solare, la presenza di superfici idonee e la collocazione geografica favorevole rispetto ai corridoi energetici mediterranei ne fanno un'area strategica per il raggiungimento degli obiettivi europei e nazionali. Tuttavia, la prospettiva di sviluppo non può limitarsi alla realizzazione di nuovi impianti. Appare invece necessario promuovere la formazione di filiere produttive locali connesse alle tecnologie rinnovabili, così da trattenere una quota significativa del valore aggiunto sul territorio e generare occupazione qualificata. La letteratura recente mostra come gli investimenti in energie rinnovabili possano produrre effetti moltiplicativi rilevanti sul sistema economico, in termini di produzione, valore aggiunto e occupazione[7]. Tali investimenti possono inoltre contribuire a ridurre i divari territoriali che caratterizzano storicamente il Paese. Negli ultimi anni, il Mezzogiorno ha registrato tassi di crescita superiori al Centro-Nord, grazie soprattutto all'espansione occupazionale e al rafforzamento di alcuni comparti a maggiore intensità di conoscenza. La transizione energetica rappresenta un'occasione per consolidare e ampliare questa dinamica[8].

Il 2025 segna pertanto l'avvio di una fase attuativa della transizione, in cui la definizione di obiettivi ambiziosi lascia il posto alla necessità di realizzarli concretamente. La capacità di integrare impianti rinnovabili, reti, filiere industriali e competenze costituirà la misura del successo non solo sul piano del raggiungimento dei target climatici, ma anche su quello della costruzione di un modello di sviluppo fondato su innovazione, sostenibilità e coesione territoriale.

Nel Capitolo l'attenzione sarà rivolta, in primo luogo, all'evoluzione del mix energetico ed elettrico italiano, alla luce dei progressi del biennio 2023-2024. Successivamente, l'analisi si concentrerà sull'andamento delle fonti rinnovabili e sul potenziamento della capacità installata a livello regionale. Seguirà un approfondimento dedicato al ruolo del Mezzogiorno come epicentro della transizione nei prossimi anni. Nella parte successiva, verranno presentati i risultati di una stima territoriale degli impatti occupazionali attesi dal raggiungimento degli obiettivi del PNIEC. Il Capitolo include un focus sulle potenzialità di sviluppo legate alla valorizzazione della geotermia nel Mezzogiorno.

---

[5] Ranci P, C. De Vincenti e A. Macchiati (curatori), L'energia nella transizione. Le infrastrutture, Astrid, Il Mulino, Bologna, 2023.

[6] Per approfondire si veda: Accetturo, A., Ciani, E., Mocetti, S., Petrella, A., Le prospettive di sviluppo dell'economia meridionale, Banca d'Italia, QEF n. 951, 2025.

[7] Emmerling et al., Green jobs and just transition: Employment implications of Europe's Net Zero pathway. Energy Research & Social Science, 2025; Di Dio, F., et al., Working Paper: The macroeconomic impact of renewable energy investments in Italy, Banca d'Italia, 2022.

[8] Per approfondire si veda: Accetturo et al., Le prospettive di sviluppo dell'economia meridionale, Banca d'Italia, QEF n. 951, 2025.

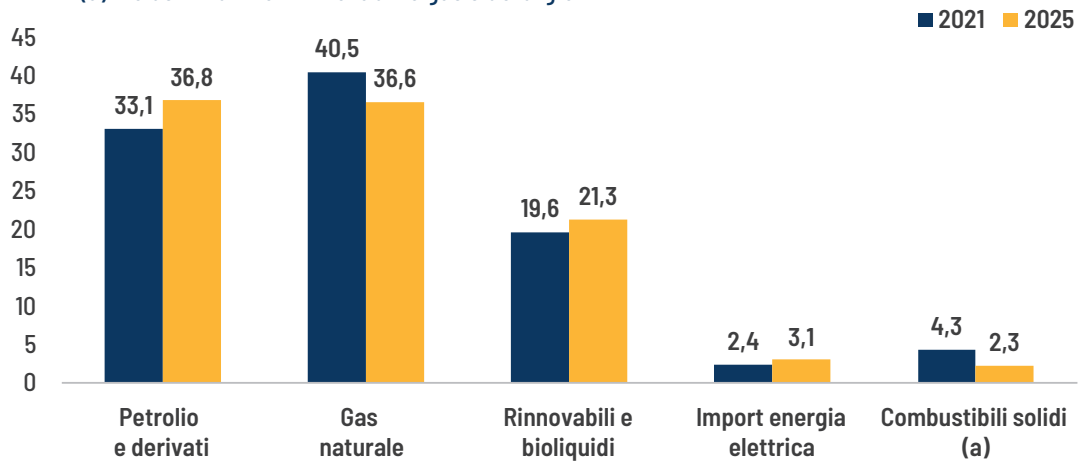
11.2 Il Mix energetico ed elettrico italiano

Nel percorso di decarbonizzazione dell'economia italiana, la fotografia provvisoria al 2025[9] restituisce un sistema energetico che ha compiuto un passo in avanti rispetto al 2021. I consumi interni lordi di energia si sono ridotti del 6,9%, passando da 154,1 a 143,4 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (Mtep). Il ritmo medio annuo di riduzione è stato del -1,8% tra il 2021 e il 2025, in netto miglioramento rispetto alla stazionarietà osservata tra il 2015 e il 2019. All'interno di questo quadro, le fonti fossili continuano però a detenere un ruolo preponderante (Fig. 1). Il consumo di gas naturale, tra il 2021 e il 2025, ha subìto una contrazione significativa (-15,9%), perdendo il ruolo di fonte primaria nel mix energetico (da 40,5 al 36,6% dei consumi interni lordi di energia). La flessione riflette la riduzione nel comparto termoelettrico e un uso più efficiente del combustibile. Ancor più evidente è stata la contrazione dell'impiego di combustibili solidi nel mix energetico (-51,3% tra il 2021 e il 2025), scesi a un'incidenza sui consumi interni lordi del 2,3%. Al contempo, tuttavia, il petrolio ha rafforzato la propria centralità, con consumi in crescita (+3,5%) e un'incidenza sul mix energetico salita al 36,8% dal 33,1% del 2021. Una dinamica che riflette la persistente difficoltà di decarbonizzare i trasporti e, più in generale, gli usi finali non elettrificati. Sul versante delle fonti pulite, il consumo di energia rinnovabile e bioliquidi ha incrementato la propria incidenza sul mix, passando dal 19,6 al 21,3%, ma in termini assoluti è rimasto pressoché stabile (da 30,3 a 30,5 Mtep). Si tratta di un andamento che riflette la ristrutturazione industriale in corso e le dinamiche di sostituzione tra vettori energetici, ma non ancora un deciso spostamento verso le rinnovabili[10]. Le importazioni nette di energia elettrica, da ultimo, sono aumentate da 3,7 a 4,4 Mtep, portando la loro incidenza dal 2,4 al 3,1%.

Nel complesso, queste dinamiche delineano un processo di transizione parziale, dove la contrazione dei combustibili fossili convive con un lieve aumento di produzione delle FER. Ciò suggerisce che, sebbene l'intensità energetica dell'economia italiana sia migliorata, la composizione delle fonti non ha ancora compiuto la svolta necessaria per orientare il sistema verso una decarbonizzazione strutturale.

Figura 1 Distribuzione dei consumi interni lordi di energia per fonte (%), 2021 e 2025

(a) inclusi rifiuti non rinnovabili e gas siderurgici



Fonte: elaborazioni Svimez su dati Eurostat e Ispra 2025.

[9] Le stime per il 2025 sono di fonte ISPRA (2025), Efficiency and decarbonization indicators in Italy and in the biggest European Countries.

[10] Alpino et al., Il recente sviluppo delle energie rinnovabili in Italia, Banca d'Italia, QEF n. 908, 2025.

Tali progressi, inoltre, si sono concentrati prevalentemente nel biennio 2023-2024, garantendo una flessione delle emissioni di gas serra superiore al 9%. Nel 2025, gli scenari di previsione mostrano primi segnali di rallentamento, con consumi energetici ed emissioni di gas serra stimati in aumento[11]. Un'inversione che suggerisce un possibile cambio di traiettoria, rendendo più fragile e complesso il percorso di decarbonizzazione dell'economia italiana.

In questa prospettiva, gli obiettivi fissati al 2030 segnano un punto di discontinuità, richiedendo un'accelerazione netta rispetto ai risultati conseguiti tra il 2021 e il 2025. La Tabella 1 confronta lo scenario provvisorio del 2025 con i target al 2030 delineati nel PNIEC. Al 2030, la traiettoria delineata prevede un aumento delle FER di oltre il 45%, fino a renderle la principale fonte di approvvigionamento energetico primario, con una quota pari al 34,3% (+13 punti percentuali rispetto al 2025). Quanto alle fonti fossili, al gas è richiesto un ulteriore ma più contenuto ridimensionamento (-18,9%), mentre la contrazione più significativa dovrà riguardare il petrolio (-31,2%), in particolare nel settore dei trasporti. La distanza dai target è il segnale più chiaro della sfida che il Paese ha di fronte. Il ritmo di avanzamento finora registrato non appare infatti sufficiente a garantire il conseguimento degli obiettivi, e il 2025 mostra già i primi segnali di rallentamento rispetto all'accelerazione impressa nel biennio precedente.

Tabella 1 Consumi interni lordi di energia per fonte, 2025 e scenario PNIEC 2030

(a) inclusi rifiuti non rinnovabili e gas siderurgici

Fonti energetiche	2025		PNIEC 2030		Var. 2025-2030	
	Mtep	%	Mtep	%	%	p.p.
Combustibili solidi (a)	3,3	2,3	3,2	2,5	-1,8	0,2
Petrolio e derivati	52,8	36,8	36,3	28,1	-31,2	-8,7
Gas naturale	52,5	36,6	42,6	32,9	-18,9	-3,7
Rinnovabili e bioliquidi	30,5	21,3	44,3	34,3	45,2	13,0
Import energia elettrica	4,4	3,1	2,9	2,2	-33,9	-0,8
Consumo interno lordo	143,4	100	129,3	100	-9,8%	-

Fonte: elaborazioni Svimez su dati Mase (2024) e Ispra (2025).

In questo contesto, in linea con la Direttiva RED III, il PNIEC 2024 pone il settore elettrico al centro del processo di transizione, concentrando su di esso la maggior parte dello sforzo di decarbonizzazione e rafforzando gli obiettivi quantitativi fissati per il comparto. La strategia punta da un lato ad aumentare l'elettrificazione dei consumi finali e dall'altro a rendere progressivamente più sostenibile la produzione elettrica. Nel 2023 i consumi finali del settore elettrico ammontavano a 27 Mtep, pari al 23,6% dei consumi finali lordi. Secondo le previsioni del PNIEC, al 2030 essi cresceranno fino a oltre un quarto del totale (28,2%), raggiungendo 30,9 Mtep su 109,6 Mtep complessivi. Ancora più marcata sarà la crescita della componente rinnovabile: il consumo finale di energia da FER destinato agli usi elettrici dovrà quasi raddoppiare, passando da 10,3 a 19,6 Mtep, così da coprire circa i due terzi della domanda elettrica finale (63,4%) (Tab. 2). In questo quadro, l'energia solare riveste un ruolo trainante:

[11] ISPRA, Efficiency and decarbonization indicators in Italy and in the biggest European Countries, 2025; ENEA, Analisi trimestrale del Sistema energetico Italiano. I semestre 2025, n. 2, 2025; CER, Scenari energetici italiani, Centro Europa Ricerche, n.1, 2025.

il suo consumo dovrà crescere di oltre tre volte rispetto al 2023, passando da 2,6 a 8,4 Mtep, con un aumento della quota sui consumi finali elettrici dal 25,6% al 42,8%. Anche la copertura da fonte eolica è attesa quasi triplicare, da 1,9 a 5,6 Mtep, portando la relativa quota al 28,4%. Per le altre fonti – idroelettrico, geotermico e bioenergie – non sono invece previste variazioni significative, con un contributo complessivo stabile rispetto al 2023.

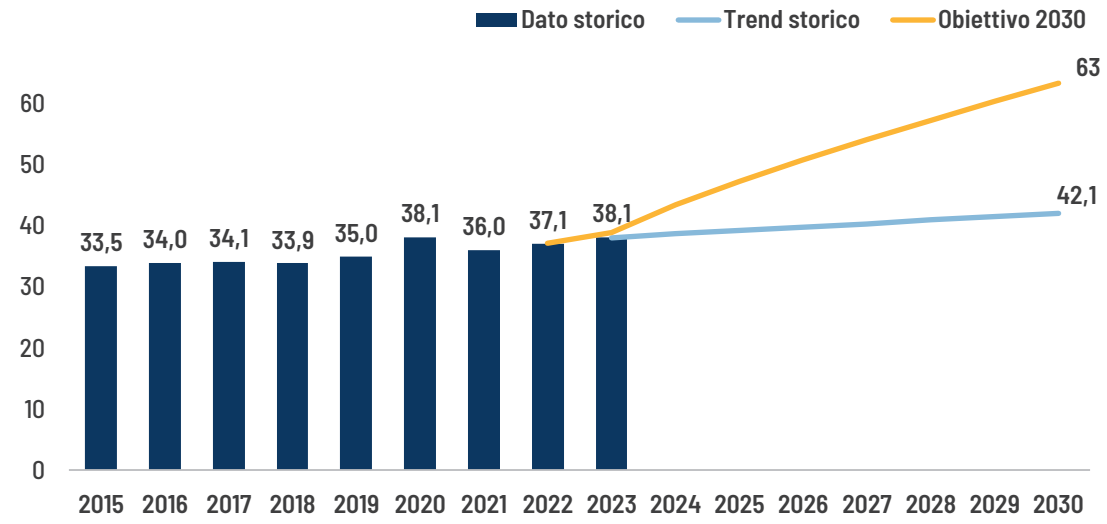
Il salto richiesto è particolarmente impegnativo. Dopo una crescita lenta, sarà necessario un incremento medio di circa 3 punti percentuali l'anno per raggiungere il traguardo del 2030 (Fig. 2). Si tratta

Tabella 2 Consumi finali lordi di energia e nel settore elettrico per fonte, 2023 e PNIEC

	2023		PNIEC	
	Mtep	%	Mtep	%
Consumi finali lordi	114,5		109,6	
Consumi finali lordi da FER	22,6	19,8	43,2	39,4
Consumi finali settore elettrico	27,0		30,9	
Consumi finali settore elettrico da FER	10,3	38,1	19,6	63,4
Idrico	4,1	39,9	4,0	20,6
Solare	2,6	25,6	8,4	42,8
Eolico	1,9	18,8	5,6	28,4
Bioenergie (compresi i rifiuti)	1,1	10,9	0,9	4,8
Geotermico	0,5	4,8	0,7	3,4

Fonte: elaborazioni Svimez su dati Gse.

Figura 2 Dinamica della quota FER nei consumi finali del settore elettrico e target Pniec 2024 (2015-2030)



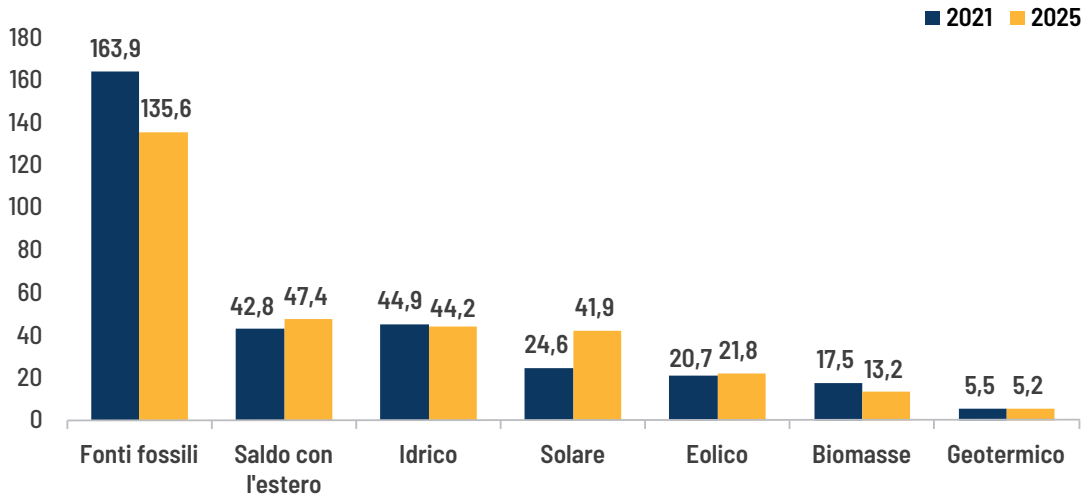
Fonte: elaborazioni Svimez su dati Gse.

di un obiettivo molto ambizioso: tra il 2015 e il 2022 la quota di rinnovabili nel settore elettrico è cresciuta in media di appena 0,6 punti percentuali l'anno. Qualora tale trend storico dovesse mantenersi invariato, al 2030 la distanza rispetto all'obiettivo programmatico del PNIEC sarebbe superiore a 21 punti percentuali.

I dati più recenti sulla richiesta di energia elettrica offrono già una prima indicazione del percorso in atto. Tra il 2021 e il 2025, l'uso di fonti fossili si è ridotto del 17%, da 163,9 a 135,6 TWh, mentre la crescita delle FER si è concentrata, come previsto dal PNIEC, sulle tecnologie a maggiore potenziale (Fig. 3). Il fotovoltaico ha incrementato la produzione del 70%, passando da 24,6 a 41,9 TWh, grazie all'espansione degli impianti di piccola taglia e all'avvio di progetti industriali di scala, mentre l'eolico ha registrato un incremento più moderato (+5%). Le altre fonti – idroelettrico e geotermico – sono rimaste sostanzialmente stabili, ad eccezione delle biomasse che sono calate del 25%.

Figura 3 Richiesta di energia elettrica, 2021 e 2025(a) (TWh)

(a) anno scorrevole, calcolato come somma degli ultimi 12 mesi (agosto 2024-agosto 2025).



Fonte: elaborazioni Svimez su dati Terna.

11.3 L'evoluzione delle FER: capacità installata, PNIEC e Decreto Aree idonee

L'incremento dei consumi elettrici da fonti rinnovabili, delineato dal PNIEC 2024, presuppone un potenziamento della capacità installata di vasta portata. La traiettoria di crescita indicata, pari a 80 GW addizionali entro il 2030, trova attuazione nelle disposizioni nazionali, normate dal Decreto Aree Idonee del 2024, che ripartisce su base regionale i contributi annui di nuova capacità installata da fonti rinnovabili da realizzare.

Complessivamente, l'obiettivo nazionale è di raggiungere 138,6 GW di capacità installata da fonti rinnovabili al 2030 (Tab. 3). Le disposizioni assegnano alle regioni del Mezzogiorno il 45,6% delle installazioni addizionali previste nel periodo 2021-2030, pari a 36,5 GW. Ad agosto 2025, i dati Terna indicavano una capacità nazionale di energia rinnovabile pari a 80,4 GW, in aumento di 21,7 GW rispetto a gennaio 2021. Il progresso, pur significativo, copre appena il 27,2% del target Aree Idonee per il decennio in corso. Gli obiettivi ambiziosi del PNIEC 2024 pongono dunque l'Italia su una traiettoria

rigida: da settembre 2025 è necessario un ritmo di crescita annuo del +11% per centrare il target del 2030, più elevato rispetto a quello osservato tra gennaio 2021 e agosto 2025 (+7,3%).

A livello regionale, in termini di capacità installata rinnovabile, spicca la Lombardia con oltre 11,9 GW, seguita da Puglia con oltre 7,8 GW e Piemonte con quasi 6,9 GW. Con meno di 6 GW Veneto e Sicilia; inferiore a 1 GW la capacità di Liguria e Molise. Le regioni del Nord detengono nel complesso 38 GW (il 47,2% del totale nazionale), mentre 11,4 GW sono localizzati nel Centro Italia, prevalentemente in Lazio (4,6 GW) e Toscana (3,3 GW).

Tabella 3 Capacità installata da fonti rinnovabili per regione (MW)

Macroaree e regioni	Capacità installata			Variazioni		
	gen-21	ago-25	Target Aree Idonee 2030	gen 21 ago 25	ago 25 2030	gen 21 2030
Italia	58.635	80.376	138.637	21.741	58.261	80.002
- Nord-Ovest	15.472	20.450	30.616	4.978	10.166	15.144
Valle d'Aosta	1.133	1.166	1.461	33	295	328
Piemonte	5.133	6.881	10.124	1.748	3.243	4.991
Liguria	316	531	1.375	215	844	1.059
Lombardia	8.889	11.871	17.655	2.982	5.784	8.766
- Nord-Est	12.540	17.522	27.804	4.982	10.282	15.264
Trentino-Alto Adige	4.272	4.721	5.418	449	697	1.146
Veneto	3.775	5.787	9.603	2.012	3.816	5.828
Friuli-Venezia Giulia	1.307	2.085	3.267	778	1.182	1.960
Emilia-Romagna	3.186	4.929	9.516	1.743	4.587	6.330
- Centro	7.472	11.375	20.581	3.903	9.206	13.109
Toscana	2.564	3.292	6.814	728	3.522	4.250
Umbria	1.254	1.540	3.010	286	1.470	1.756
Marche	1.475	1.980	3.821	505	1.841	2.346
Lazio	2.179	4.563	6.936	2.384	2.373	4.757
- Mezzogiorno	23.151	31.029	59.636	7.878	28.607	36.485
Abruzzo	2.189	2.661	4.281	472	1.620	2.092
Campania	3.257	4.536	7.233	1.279	2.697	3.976
Molise	682	813	1.685	131	872	1.003
Puglia	5.902	7.844	13.289	1.942	5.445	7.387
Basilicata	1.925	2.438	4.030	513	1.592	2.105
Calabria	2.800	3.261	5.973	461	2.712	3.173
Sicilia	3.657	5.677	14.142	2.020	8.465	10.485
Sardegna	2.739	3.799	9.003	1.060	5.204	6.264

Fonte: elaborazioni Svimez su dati Terna.

Nel Mezzogiorno si trova il 38,6% della capacità nazionale, in flessione rispetto al peso di gennaio 2021 (39,5%). Il Mezzogiorno, nel suo complesso, mostra una crescita più lenta nella realizzazione degli impianti rispetto agli ambiziosi obiettivi del Decreto Aree Idonee. Non a caso, Sicilia, Puglia e Sardegna sono chiamate complessivamente a garantire quasi un terzo (il 32,8%) dell'incremento nazionale previsto al 2030. La prima dovrà più che raddoppiare la capacità installata, passando da 5,7 a oltre 14 GW; la Puglia, già oggi uno dei poli più rilevanti, dovrà superare i 13 GW; la Sardegna dovrà arrivare a 9 GW, con un aumento di oltre 5 GW in pochi anni. A queste si affiancano la Campania e la Calabria, con un obiettivo di potenza installata rispettivamente di 7,2 e 6 GW. Intorno a 4 GW la capacità obiettivo di Abruzzo e Basilicata, mentre al Molise è richiesto di superare la soglia di 1,6 GW.

Nonostante la traiettoria di espansione delineata, il grado di attuazione effettiva è eterogeneo e segna un ritardo diffuso (Fig. 4). Il Lazio registra il miglior progresso. Oltre il 50% dell'obiettivo è già stato realizzato (4,6 GW su 6,9 GW). Seguono le regioni del Nord-Est, Trentino-Alto Adige e Friuli-Venezia Giulia prossime al 40% di realizzazione. Superiore ai 30 punti percentuali le regioni del Nord (Piemonte, Lombardia e Veneto) e una sola regione del Sud, la Campania con il 32,2%. Intorno al 25% del target al 2030 troviamo Puglia (26,3%), Basilicata (24,4%) e Abruzzo (22,6%), mentre i ritardi più

Figura 4 Decreto Aree idonee: realizzazione target regionali, agosto 2025 (a)

(a) anno scorrevole, calcolato come somma degli ultimi 12 mesi (agosto 2024-agosto 2025).

Fonte: elaborazione Svimez su dati Terna.

significativi rispetto all'obiettivo regionale si riscontrano in Sicilia, Sardegna, Calabria e Molise, con una percentuale di raggiungimento inferiore al 20%.

Dal punto di vista delle fonti, il 50,7% degli attuali 80 GW di potenza installata sono riconducibili agli impianti fotovoltaici, il 26,5%all'idrico rinnovabile e il 16,6%all'eolico (Tab. 4). Inferiore al 5% il contributo delle bioenergie, di poco superiore all'1% quello del geotermico. La morfologia del territorio e le condizioni climatiche definiscono una chiara specializzazione geografica. Nel Nord Italia, il sistema è dominato dal solare (51%) e dall'idroelettrico, che copre il 42,3% della potenza rinnovabile regionale, mentre le altre fonti mantengono un peso marginale. Nelle regioni montuose della Valle d'Aosta e del Trentino-Alto Adige, l'incidenza dell'idrico sale fino al 95,9% e 79,6%. La distribuzione tra le altre regioni del Nord risulta alquanto omogenea, fatta eccezione per la Liguria, con una quota dell'eolico pari al 26,4%. Nel Centro, prevale la componente fotovoltaica (68,8%), seguita dall'idroelettrica (16,9%) e dal geotermico (8,4%) concentrato in Toscana, unico polo nazionale di produzione geotermoelettrica. Nel Mezzogiorno, la configurazione è profondamente diversa: il solare (43,7%) e l'eolico (41,5%) costituiscono la quasi totalità della potenza installata, mentre l'idroelettrico, localizzato soprattutto in Abruzzo e Calabria, non supera il 10,7% del totale regionale. A livello territoriale, il quadro risulta fortemente eterogeneo. In Basilicata, oltre il 60% della capacità rinnovabile è di natura eolica e il 26,7% di energia solare. Anche in Molise la capacità installata prevalente è di origine eolica (50,1%). Similmente in Campania la capacità di energia rinnovabile prevalente proviene dalle turbine eoliche (48%), mentre al 37,7% la capacità del fotovoltaico. In Sardegna, invece, il fotovoltaico rappresenta più del 50% della capacità rinnovabile complessiva, mentre il 31,9% è di origine eolica[12] e idrica (14,1%). In Puglia, le due principali tecnologie – solare[13] e eolica – si dividono quasi equamente la potenza disponibile (rispettivamente 50,2 e 45,1%). La Calabria, tra le regioni del Mezzogiorno, è quella più bilanciata con una capacità di energia eolica pari al 38,3%, 27,9% di energia solare e 27,1% di idroelettrico, mentre l'Abruzzo si caratterizza per una minor concentrazione di energia eolica, a vantaggio di potenza di energia rinnovabile da fotovoltaico e idroelettrico.

La dipendenza da fonti intermittenti (solare e eolico fra tutti) accentua nelle regioni meridionali la necessità di infrastrutture di rete resilienti e di capacità di accumulo diffusa. Un fattore imprescindibile per la tenuta del sistema rinnovabile è, infatti, la capacità di accumulazione dell'energia. Gli accumuli non costituiscono solo un elemento tecnico di supporto, ma un'infrastruttura abilitante che trasforma la generazione rinnovabile in energia programmabile e stabile nel periodo, consentendo di smussare la variabilità del solare e dell'eolico e di dare risposta ai picchi di domanda giornalieri[14].

Nello scenario del PNIEC, il fabbisogno complessivo di accumuli stimato al 2030 è pari a 122 GWh di capacità, di cui 50 GWh di pompaggi esistenti al 2021 e 71,5 GWh di nuova potenza. La nuova capacità di accumulo sarà prevalentemente localizzata nelle regioni del Mezzogiorno, circa 49,6 GWh saranno localizzati nelle zone Sud, Calabria, Sardegna e Sicilia della classificazione dei mercati energetici di Terna e altri 9 GWh nelle regioni del Centro-Sud (tra cui, oltre a Lazio e Umbria, sono incluse anche

[12] In Sardegna attualmente si trova il più grande parco eolico produttivo italiano con una capacità installata di 160 MW.

[13] In Puglia attualmente si trova il più grande parco fotovoltaico d'Italia con una capacità installata di 103 MW.

[14] Si veda per approfondimento Lund, H., Østergaard, P. A., Drysdale, D., & Mathiesen, B. V., Energy balancing and storage in climate-neutral smart energy systems. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 198, 2025 che spiega la centralità dei sistemi di accumulo nel bilanciamento energetico e Rakib, M. A., Khan, S. A., Hasan, K., & Islam, M. R., Enhancing grid stability and sustainability: Energy-storage-based hybrid systems for seamless renewable integration, Sustainability, 16(10), 2024 in merito al potenziamento della stabilità della rete.

Tabella 4 Capacità installata da FER per fonte e regione, agosto 2025 (MW)

Macroaree e regioni	Capacità installata					
	Solare	Eolico	Idrico	Bioenergie	Geotermico	Totale
Italia	40.756	13.358	21.330	3.978	955	80.376
- Nord-Ovest	9.192	167	9.918	1.174	0	20.450
Valle d'Aosta	42	3	1.119	3	0	1.166
Piemonte	3.433	24	3.077	348	0	6.881
Liguria	263	140	113	15	0	531
Lombardia	5.454	0	5.609	809	0	11.871
- Nord-Est	10.172	59	6.151	1.140	0	17.522
Trentino-Alto Adige	866	0	3.757	99	0	4.721
Veneto	4.090	13	1.367	317	0	5.787
Friuli-Venezia Giulia	1.330	0	618	137	0	2.085
Emilia-Romagna	3.886	45	410	587	0	4.929
- Centro	7.831	246	1.925	418	955	11.375
Toscana	1.610	144	435	147	955	3.292
Umbria	786	4	698	52	0	1.540
Marche	1.620	20	306	34	0	1.980
Lazio	3.814	78	486	185	0	4.563
- Mezzogiorno	13.562	12.886	3.336	1.246	0	31.029
Abruzzo	1.223	276	1.130	32	0	2.661
Campania	1.711	2.179	383	264	0	4.536
Molise	276	407	94	35	0	813
Puglia	3.938	3.537	4	366	0	7.844
Basilicata	652	1.544	149	93	0	2.438
Calabria	910	1.249	884	219	0	3.261
Sicilia	2.933	2.484	156	104	0	5.677
Sardegna	1.919	1.210	537	133	0	3.799

Fonte: elaborazioni Svimez su dati Terna.

Abruzzo e Campania). I dati Terna per agosto 2025 mostrano che in Italia la capacità di accumulo installata ha raggiunto 70,3 GWh, il 57,6% dell'obiettivo al 2030. La concentrazione risulta tuttavia prevalente nelle regioni del Nord. Piemonte, Lombardia e Trentino-Alto Adige detengono in aggregato oltre il 63% della capacità nazionale, mentre nel Mezzogiorno la maggior capacità di accumuli è situata in Campania (6,3 GWh), Sicilia (4,9 GWh) e Sardegna (3,2 GWh). Nelle altre regioni del Mezzogiorno la capacità risulta inferiore a 1 GWh. Oltre ad accompagnare e velocizzare la diffusione degli impianti rinnovabili, il Mezzogiorno ha dunque bisogno di velocizzare l'espansione dei sistemi di accumulo – idroelettrico e elettrochimico – al fine di garantire la stabilità e la sicurezza del sistema elettrico meridionale e nazionale del futuro.

11.4 Uno sguardo di medio periodo: il Mezzogiorno epicentro della transizione

Il quadro delle richieste di connessione alla rete elettrica per impianti da fonti rinnovabili al 2025 offre un'immagine eloquente di come il processo di transizione energetica in Italia si stia materializzando con una forte polarizzazione territoriale. Le richieste complessive ammontano ad agosto 2025 a oltre 346 GW (Tab. 5), un valore che supera di oltre quattro volte la capacità installata attuale (80 GW). Ciò è il segnale evidente di una corsa del settore privato verso l'energia pulita. A dominare sono ancora una volta le regioni meridionali e insulari, dove si concentra l'82% del totale nazionale delle richieste, pari a 287,5 GW. Nelle regioni del Sud e nelle Isole sono localizzati la quasi totalità dei grandi progetti fotovoltaici, oltre 120 GW, di cui quasi 60 GW concentrati tra Sicilia e Sardegna. Quasi il 90% delle richieste di connessione di energia elettrica da eolico offshore sono localizzate nel Mezzogiorno (69,7 GW su 77,8 GW).

Tabella 5 Richieste di connessione alla rete elettrica per fonte, agosto 2025 (GW)

Macroaeree	Solare	Eolico		Idrico	Biomasse	Geotermico	Totale
		on shore	off-shore				
Italia	155,0	111,2	77,6	2,5	0,3	0,1	346,7
- Nord-Ovest	7,4	2,6	0,0	0,3	0,1	0,0	10,4
- Nord-Est	14,6	2,1	1,8	0,2	0,1	0,0	18,8
- Centro	12,6	11,1	6,1	0,1	0,1	0,1	30,0
- Mezzogiorno	120,4	95,4	69,7	1,9	0,1	0,0	287,5
- Sud	*60,6*	*64,1*	*32,1*	*1,6*	*0,0*	*0,0*	*158,5*
- Isole	*59,7*	*31,3*	*37,6*	*0,3*	*0,0*	*0,0*	*129,0*

Fonte: elaborazioni Svimez su dati Terna Econnection.

Tuttavia, il passaggio dal potenziale teorico alla realizzazione effettiva degli impianti incontra ancora numerosi ostacoli. La Tabella 6 riporta le richieste di connessione "in fase avanzata", ossia quelle che hanno superato le prime tre fasi del processo di connessione – che va dalla presentazione della domanda alla realizzazione dell'impianto e al collegamento con la Rete di Trasmissione Nazionale – e che si trovano tra i progetti con nulla osta, Soluzione Tecnica di Dettaglio o contratto firmato. Limitando l'analisi a tali progetti, la capacità rinnovabile effettivamente prossima all'entrata in esercizio risulta molto più contenuta rispetto al potenziale complessivo illustrato nella Tabella 5. Solo il 23% delle richieste totali si colloca infatti in una fase avanzata del processo. In ogni caso, tali richieste ammontano a 80,3 GW, un livello che, se i progetti riuscissero a superare le ultime fasi autorizzative e realizzative, porterebbe la capacità installata nazionale oltre i 160 GW, superando ampiamente gli obiettivi fissati dal Decreto Aree Idonee e dal PNIEC. Diventa dunque prioritario prevedere una corsia preferenziale per i progetti più maturi, intervenendo per rimuovere le criticità legate alla saturazione virtuale della rete e per snellire le procedure autorizzative ancora congestionate. In questa direzione va la possibile introduzione, nel prossimo Dl Energia, di un meccanismo volto a far decadere i progetti bloccati nelle fasi iniziali e con minori probabilità di realizzazione effettiva.

Tabella 6 Richieste di connessione alla rete elettrica in fase avanzata (a) per fonte, agosto 2025 (GW)

(a) richieste di connessione che hanno superato le prime tre fasi (Soluzione Tecnica Minima Generale da accettare, STMG accettate, Progetti in valutazione) e appartengono alle fasi 4 (Progetti con nulla osta) e 5 (Soluzione Tecnica Minima di Dettaglio/Contratti).

Ripartizione territoriale	Solare	Eolico		Idrico	Biomasse	Geotermico	Totale
		on shore	off-shore				
Italia (GW)	47,8	27,5	4,0	0,9	0,1	0,0	80,3
- Nord-Est	2,2	0,1	1,2	0,2	0,0	0,0	3,8
- Nord-Ovest	0,5	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	0,7
- Centro	3,9	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	5,2
- Mezzogiorno	41,3	26,0	2,8	0,6	0,0	0,0	70,6
- Sud	*23,2*	*18,9*	*2,6*	*0,6*	*0,0*	*0,0*	*45,3*
- Isole	*18,1*	*7,1*	*0,1*	*0,0*	*0,0*	*0,0*	*25,4*

Fonte: elaborazioni Svimez su dati Terna Econnection.

Le richieste di connessione "in fase avanzata" si concentrano nel Mezzogiorno, 70,6 GW su 80,3 GW complessivi, pari all'88% della capacità complessiva. Di questi, la gran parte derivano dal solare (41,3 GW) e dall'eolico (26 GW). Nel Mezzogiorno, tuttavia, la capacità di tradurre un progetto autorizzabile in un impianto operante è fortemente ostacolata da lacune infrastrutturali, congestioni di rete e lentezze procedurali, che creano un disallineamento tra domanda di sviluppo rinnovabile e capacità reale di messa a terra delle iniziative.

Il minor incremento di nuove installazioni al Sud rispetto al Centro-Nord nella prima metà del decennio non è indice di scarsa attrattività, ma di un sistema amministrativo e regolatorio che non riesce a seguire il ritmo delle richieste del settore privato. Le congestioni di rete, le carenze di capacità di trasmissione e i lunghi procedimenti di Valutazione d'Impatto Ambientale (VIA) costituiscono le principali barriere alla realizzazione effettiva dei progetti. A questi si sommano i ritardi nel rilascio dei nulla osta, i pareri discordanti tra Ministeri competenti e Soprintendenze e, soprattutto, l'incertezza normativa derivante dal Decreto Aree Idonee, che ha lasciato un'eccessiva discrezionalità alle Regioni, generando un mosaico di regole e interpretazioni spesso contraddittorie.

I numerosi casi di incagliamento progettuale osservati negli ultimi anni nel Mezzogiorno sono più il sintomo di un deficit di governance che di mancanza di interesse industriale[15]. La molteplicità di soggetti coinvolti (Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica, Ministero della Cultura, Re-

[15] In Sicilia, il parco fotovoltaico da 79,6 MW di Catania, avviato nel 2021, è tuttora in attesa del parere del Ministero della Cultura, a fronte di una valutazione d'impatto ambientale positiva. In Puglia, nella provincia di Foggia, il progetto agrivoltaico "Poggio 1–5" (164 MW) è fermo alla Presidenza del Consiglio dei Ministri per conflitto di competenze tra MASE e MIC. In Basilicata, il parco eolico "Poggio d'Oro" (54,6 MW) è bloccato da oltre due anni, nonostante la VIA positiva e la conclusione della conferenza di servizi, in attesa di decisione finale del Consiglio dei Ministri. In Campania, il repowering del parco eolico di San Bartolomeo in Galdo (30 MW) è stato approvato solo nel 2024, dopo quasi vent'anni di attesa e ricorsi amministrativi, mentre il parco di Montefalcone di Val Fortore (42 MW) rimane in sospeso per il mancato completamento dell'iter di connessione. In Sardegna, la nuova legge regionale sulle Aree Idonee, approvata nel dicembre 2024, ha di fatto escluso oltre il 99% del territorio da potenziali installazioni, generando un contenzioso con il Governo. Per un'analisi dettagliata sullo stato di avanzamento delle installazioni di capacità rinnovabile e dei problemi autorizzati, a livello regionale, si veda Legambiente, Scacco Matto alle Rinnovabili. Analisi dei ritardi autorizzativi e delle opportunità del PNIEC, Rapporto nazionale 2025, Roma, 2025.

gioni, Soprintendenze e Comuni) determina sovrapposizioni di competenze e conflitti decisionali. In molte regioni del Mezzogiorno, come Sicilia, Puglia e Basilicata, la durata media dei procedimenti autorizzativi per impianti da fonti rinnovabili raggiunge livelli particolarmente elevati. Secondo i dati più recenti del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (aggiornamento a luglio 2025), i provvedimenti di VIA statale si concludono mediamente in 1.032 giorni, mentre le procedure uniche ambientali richiedono in media 1.200 giorni[16]. Anche i procedimenti con esito negativo, pur semplificati, non scendono sotto gli 850-1.100 giorni, a conferma della complessità e della frammentazione del sistema autorizzativo nazionale.

L'assenza di una piattaforma digitale unica per la gestione delle autorizzazioni, la disomogeneità dei criteri regionali e la mancata definizione delle aree idonee contribuiscono a rendere il processo imprevedibile e poco trasparente. Il Decreto Aree Idonee, concepito per accelerare l'individuazione dei siti produttivi, ha lasciato alle Regioni ampi margini di discrezionalità che si sono tradotti in una moltiplicazione di regimi locali. In alcune regioni, come Sardegna e Toscana, le leggi attuative hanno di fatto bloccato l'espansione degli impianti. Si tratta di una situazione paradossale: il Sud e le Isole sono le regioni più ricche di risorsa eolica e solare, ma anche quelle dove il sistema autorizzativo rallenta maggiormente la realizzazione degli impianti.

Dal punto di vista infrastrutturale, inoltre, la transizione energetica italiana si gioca non tanto sulla disponibilità di risorsa rinnovabile, quanto sulla capacità del sistema elettrico di trasportarla, immagazzinarla e utilizzarla efficacemente. L'energia prodotta nel Mezzogiorno rischia di restare confinata dove nasce se non accompagnata da una rete moderna, interconnessa e flessibile. In questo quadro, la rete di trasmissione nazionale diventa l'infrastruttura critica della decarbonizzazione, un sistema che non deve solo collegare i poli di produzione e consumo, inter e infra-regionali, ma anche governare un flusso crescente di energia, integrando le fonti rinnovabili discontinue.

Il Piano di Sviluppo Terna 2025 individua con chiarezza le cause e le possibili soluzioni a questo freno strutturale. Le reti di trasmissione del Mezzogiorno e delle Isole risultano già fortemente sollecitate, poiché in queste aree è concentrata oltre l'80% delle richieste di connessione da fonti rinnovabili. Attualmente, la capacità di scambio interzonale complessiva si aggira intorno ai 16 GW, un valore che rappresenta un limite significativo al trasferimento dell'energia prodotta nel Mezzogiorno verso i grandi centri di consumo del Centro-Nord. Con l'attuazione degli interventi previsti dal nuovo Piano, Terna punta ad aumentare tale capacità fino a circa 39 GW entro il 2040, grazie a una rete più robusta, interconnessa e digitalizzata. Il gestore della rete di trasmissione nazionale ha definito un ampio programma di opere strategiche, che costituiscono l'ossatura del progetto Hypergrid, una nuova architettura digitale della rete basata su automazione e progettata per aumentare la capacità di trasporto e ridurre le congestioni intrazonali. Nel complesso, gli investimenti pianificati da Terna nel decennio 2025–2034 ammontano a oltre 23 miliardi di euro, di cui circa 14 miliardi destinati al Mezzogiorno e alle Isole, dove la domanda di capacità di rete e di stoccaggio è più elevata. Tra i principali interventi:

- Tyrrhenian Link: doppio collegamento High-Voltage Direct Current (HVDC) tra Sardegna, Sicilia e Campania, con capacità di scambio pari a 2 GW per tratta. L'opera consentirà di migliorare la sicurezza del sistema e ridurre le congestioni tra le zone insulari e la penisola.
- Sa.Co.I.3: nuovo cavo in corrente continua tra Sardegna, Corsica e Toscana, da 1 GW di capacità,

[16] Camera dei Deputati, La normativa statale per la produzione di energia da fonti rinnovabili, Documentazioni e ricerche, n.47, 2025.

che sostituirà l'attuale collegamento in alternata.
- Adriatic Link: interconnessione HVDC da 1 GW tra Abruzzo e Marche, destinata a rafforzare la capacità di trasmissione lungo la dorsale adriatica e a favorire lo scambio dei flussi di energia provenienti dal Sud.
- Collegamento Calabria–Sicilia: linea a 380 kV nello Stretto di Messina per incrementare la capacità di scambio tra l'isola e la rete continentale.
- Rinforzo delle dorsali tirrenica e ionica: interventi di potenziamento delle linee in Puglia, Basilicata, Calabria e Campania, con nuove stazioni primarie e sezionamenti a 380 kV.

11.5 L'impatto economico delle rinnovabili nel Mezzogiorno

L'analisi dello sviluppo delle rinnovabili nel Mezzogiorno evidenzia da un lato il relativo ritardo nella capacità installata nella prima metà di questo decennio (2021-2025), specialmente rispetto ad alcune regioni del Nord, dall'altro l'enorme potenziale espansivo delle rinnovabili nel Sud e nelle Isole nel prossimo quinquennio (2026-2030), così come la prevalenza delle richieste di connessione per impianti localizzati proprio nelle regioni meridionali.

La Svimez ha stimato l'impatto economico potenziale dello sviluppo delle rinnovabili nel Mezzogiorno, aggiornando ai nuovi scenari le analisi condotte negli scorsi anni[17]. Si è ipotizzato che ciascuna regione raggiunga gli obiettivi al 2030 assegnati dal Decreto Aree Idonee, colmando il gap di capacità installata registrato nell'agosto del 2025, assumendo che la distribuzione regionale per fonte della capacità addizionale rifletta quella delle richieste di connessione in stato avanzato nei diversi territori. Ne risulta lo scenario di sviluppo delle rinnovabili nelle regioni italiane esposto nella Tabella 7, in base al quale sono state stimate: la crescita dei costi operativi e di manutenzione (O&M) degli impianti (Tab. 8); gli investimenti necessari alla loro realizzazione (Tab. 9); l'impatto occupazionale del raggiungimento dei target al 2030 (Fig. 5).

Nel periodo 2021-2030, si stima che le spese O&M per gli impianti da fonti rinnovabili cresceranno da circa 3,8 miliardi a 5,7 miliardi di euro annui. L'incremento più consistente riguarda il fotovoltaico — la fonte su cui si concentra la parte preponderante degli obiettivi del PNIEC — con un aumento delle spese annuali da 411 milioni a oltre 1,4 miliardi di euro, seguito dall'eolico (da 340 milioni a oltre 1 miliardo). Il raggiungimento dei target legati alle rinnovabili nel sistema elettrico comporta inoltre un ingente fabbisogno di investimenti, stimato in circa 73,4 miliardi di euro. Anche in questo caso, la struttura per fonte conferma la leadership del fotovoltaico e dell'eolico, che insieme assorbono oltre il 90% della potenza addizionale e delle risorse finanziarie previste. Nel dettaglio, sono previsti 39,3 miliardi di euro di investimenti per il fotovoltaico e 28,6 miliardi per l'eolico (Tab. 9).

Sulla base delle stime dei costi operativi e dei fabbisogni di investimenti, la Svimez ha stimato l'impatto occupazionale legato allo scenario preso in considerazione, ricorrendo all'approccio input-output e alle tavole Supply e Use più recenti. La Figura 5 sintetizza i risultati, distinguendo gli addetti permanenti – impegnati nella gestione e manutenzione – da quelli temporanei, coinvolti nella realizzazione degli impianti. I risultati mostrano un impatto occupazionale rilevante su entrambi i fronti, in partico-

[17] Bianchi L., Palermo S., Parlato S., Prezioso S., Berardi D., Bianchini R. e Ballabio A., Gli investimenti in rinnovabili nella transizione ecologica. Una valutazione d'impatto economico per l'Italia e il Mezzogiorno, in «Rivista economica del Mezzogiorno», vol. 36, n. 3, 2022, pp. 571-596.

Tabella 7 Gap capacità installata rispetto a target Aree Idonee e potenziale sviluppo regionale al 2030 per fonte (MW)

(a) per i progetti in stato avanzato inferiori a 200 MW sono state utilizzate le quote relative a tutti i progetti.

Regioni	Gap al 2030	Solare	Eolico	Idroelettrico	Geotermia	Biomasse
Emilia-Romagna	4.587	2.258	2.329	-	-	-
Friuli-Venezia Giulia	1.182	1.182	-	-	-	-
Lazio	2.373	1.703	651	13	-	6
Liguria (a)	844	0	844	-	-	-
Lombardia (a)	5.784	5.143	411	104	-	127
Marche (a)	1.841	210	1.593	38	-	-
Piemonte	3.243	2.250	860	132	-	-
Toscana	3.522	2.952	518	-	52	-
Trentino-Alto Adige (a)	697	-	-	697	-	-
Umbria (a)	1.470	254	1.216	-	-	-
Valle d'Aosta (a)	295	-	-	295	-	-
Veneto	3.816	3.489	-	218	-	-
Abruzzo (a)	1.620	181	1.188	251	-	-
Basilicata	1.592	778	814	-	-	-
Calabria	2.712	364	2.348	-	-	-
Campania	2.697	798	1.536	363	-	-
Molise	872	468	404	-	-	-
Puglia	5.445	3.167	2.276	-	-	-
Sardegna	5.204	2.876	2.328	-	-	-
Sicilia	8.465	6.829	1.636	-	-	-
Italia	**58.261**	**34.902**	**20.952**	**2.112**	**52**	**244**

Fonte: elaborazioni Svimez su dati Terna Econnection.

Tabella 8 Stima spese O&M per impianti rinnovabili nel settore elettrico, 2021, 2025 (agosto) e 2030

(a) inclusi Biogas, Biomasse solide e Bioliquidi.

Fonte	Capacità installata	Spesa O&M	Capacità installata	Spesa O&M	Capacità installata	Spesa O&M
	2021		2025		2030	
	MW	Milioni di euro	MW	Milioni di euro	MW	Milioni di euro
Fotovoltaico	22.594	411	40.756	741	75.658	1.376
Eolico	11.290	340	13.358	402	34.310	1.033
Idroelettrico	19.172	1.063	21.330	1.183	23.442	1.300
Bioenergie (a)	4.106	1.892	3.978	1.833	4.222	1.945
Geotermoelettrico	817	59	955	69	1.006	73
Rinnovabili	57.979	3.765	80.376	4.228	138.637	5.727

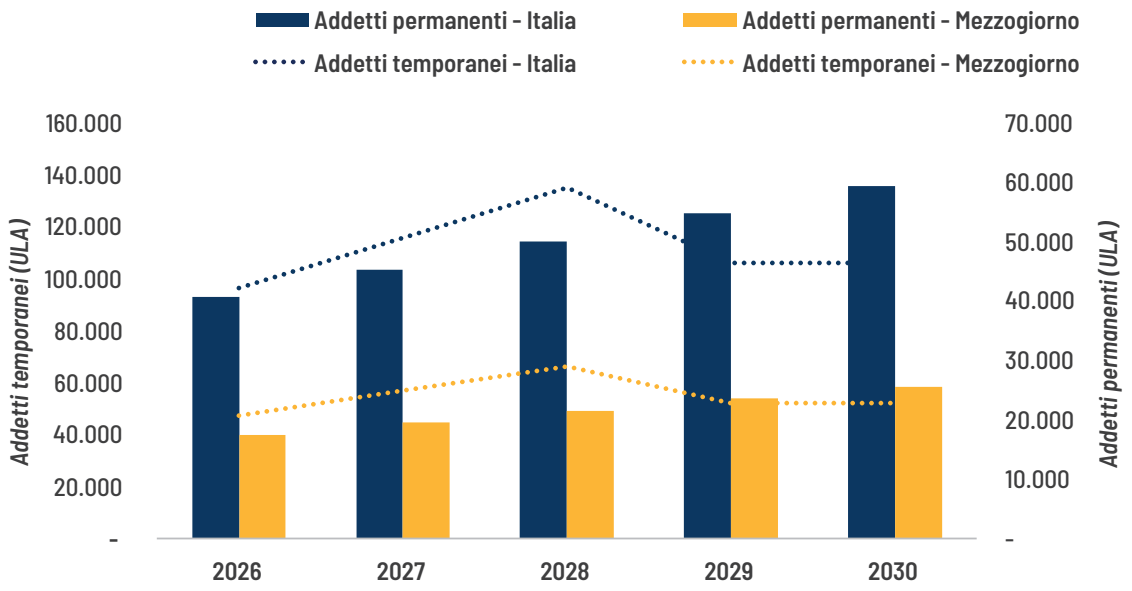
Fonte: elaborazioni Svimez su dati Terna e Gse.

Tabella 9 Stima fabbisogno investimenti per la realizzazione degli impianti (2026-2030)
(a) inclusi Biogas, Biomasse solide e Bioliquidi.

Fonte	Capacità addizionale target D.A.I		Investimenti	
	MW		Mln euro	
	2026	2026-2030	2026	2026-2030
Fotovoltaico	6.980	34.902	7.851	39.255
Eolico	4.190	20.952	5.729	28.645
Idroelettrico	422	2.112	877	4.384
Bioenergie (a)	49	244	171	854
Geotermoelettrico	10	52	52	259
Rinnovabili	11.652	58.261	14.679	73.397

Fonte: elaborazioni Svimez su dati Terna e Gse.

Figura 5 Stima impatto occupazionale del raggiungimento dei target Pniec, 2026-2035 (ULA)



Fonte: elaborazioni Svimez.

lare nel Mezzogiorno, dove nel 2030 si arriverebbe a impiegare oltre 25mila addetti fissi e una media annua di quasi 55mila nella costruzione degli impianti nel quinquennio.

Lo sviluppo delle rinnovabili non costituisce solo una strada obbligata nel percorso di decarbonizzazione del sistema elettrico e una spinta verso una maggiore autonomia energetica nazionale ed europea, ma rappresenta anche un rilevante motore di sviluppo economico per il Mezzogiorno, in grado di garantire occupazione di qualità che può contribuire a restituire attrattività ai territori, limitando così anche l'emigrazione dei più giovani. Da questo punto di vista, l'impatto occupazionale potenziale

della transizione alle rinnovabili potrebbe essere ancor più significativo rispetto ai risultati presentati, qualora le Regioni del Mezzogiorno mettessero in campo una strategia industriale coordinata e organica rispetto agli obiettivi di autonomia strategica europea, espandendo la propria capacità manifatturiera lungo le filiere strategiche – eolico e fotovoltaico in primis – a partire dalle realtà produttive già presenti sul territorio.

> *Focus*

GEOTERMIA: RISORSA ENERGETICA NON SFRUTTATA AL SUD

a cura di Adriano Giannola | Presidente Svimez

Il Mezzogiorno, la Mecca delle fonti rinnovabili del Paese, da anni contribuisce in misura significativa allo sviluppo del solare fotovoltaico e dell'eolico e tale contributo dovrebbe aumentare nel prossimo quinquennio. Curiosamente, manca all'appello la fonte, continua e più efficiente, che meglio può contribuire alla decarbonizzazione e alla riduzione della dipendenza energetica: la geotermia.
Con il primo impianto al mondo realizzato in Toscana a Larderello, oggi la sua potenzialità è centrata in Campania, Lazio e Sicilia e, in misura minore, in Sardegna e Puglia. In nessuna di queste regioni, troviamo un impianto geotermico. Dalla geotermia, si potrebbe ottenere l'energia fornita da quattro grandi centrali nucleari, subito e senza rischi. Lo sosteneva il Premio Nobel Carlo Rubbia, alla vigilia del Referendum sul nucleare, confermando l'amara riflessione di Felice Ippolito che il futuro energetico e in autonomia dell'Italia, fosse proprio nel sole e nella geotermia.

Una fonte rinnovabile, quest'ultima, finora rimasta al palo, con i suoi 0,96 GW, che ha fornito nel 2024 appena il 2% circa dell'elettricità prodotta in Italia, nonostante il tasso di dipendenza energetica del nostro Paese superi secondo l'Ispra il 76%. Eppure, in Italia la ricca disponibilità geotermica non viene utilizzata per contribuire a ridurre la dipendenza energetica nazionale. E non si tratta solo della mancanza di impianti ad alta o media entalpia: è quasi assente anche lo scambio di calore geotermico, una tecnologia efficace che, pur non producendo energia, consente enormi risparmi grazie a sistemi di riscaldamento e raffreddamento basati su sonde geotermiche.

L'Unione Geotermica Italiana propone da tempo di aumentare la capacità installata, ma finora i grandi enti di Stato, Enel ed Eni - leader mondiali per le tecnologie geotermiche - hanno ignorato questi appelli della comunità scientifica, inseguendo le fughe in avanti, ben più costose, sul nucleare pulito dei decenni futuri. E il governo, pur riconoscendo il potenziale geotermico per raggiungere gli obiettivi di decarbonizzazione (fino al 10% della produzione elettrica), lavora alla legge per il ritorno al nucleare.

Si finisce così per trascurare l'enorme potenziale della geotermia, tre volte superiore a quello del solare e dieci volte a quello dell'eolico, capace – unica tra le fonti rinnovabili – di garantire una produzione continua e costante, oltre a una notevole flessibilità nella dimensione degli impianti. Per di più, il suo sfruttamento comporterebbe l'impiego di un elevato numero di operatori di vario profilo, incluse le risorse ad alto potenziale e altissimo livello di scolarizzazione, che troverebbero finalmente modo di produrre e risiedere nel territorio in cui si sono formate, combattendo i fenomeni di brain drain e brain waste. L'approccio alle fonti rinnovabili, in particolare alla geotermia, dovrebbe considerarle come un bene comune, al pari dell'acqua, puntando sulle attività di produzione tramite società pubblico-private che potrebbero godere, se opportunamente strutturate e normate, di rilevanti possibilità di finanziamenti revolving, in considerazione dei rischi molto contenuti e dei ritorni finanziari garantiti dal servizio pubblico fornito, contribuendo, tra l'altro, al risanamento finanziario degli enti locali.

La Campania è l'esempio più macroscopico di questa colpevole sottovalutazione. Nella regione, infatti,

ci sono circa un centinaio di pozzi geotermici e 56 sorgenti (69 pozzi e 32 sorgenti solo nell'area metropolitana di Napoli). Una dotazione che basterebbe per immaginare un futuro fondato su una energia rinnovabile disponibile già a 200 metri di profondità e tale da permettere una rapida sostituzione delle caldaie tradizionali con pompe di calore geotermiche, per riscaldare e raffreddare edifici pubblici, privati e produttivi in tutta la provincia. In soli quattro anni si potrebbero convertire migliaia di unità immobiliari, con benefici ambientali, economici, occupazionali e finanziari.

Già nel 2013, la Svimez raccontava come fosse realizzabile il sogno di una Napoli geotermica e quindi carbon free: il centro storico, con le sue gallerie, cunicoli e cisterne in tufo, è un ambiente ideale per lo scambio termico. Si potrebbe partire da un progetto pilota, in un quartiere simbolo come quello della Sanità, dove il sottosuolo è ricco di cunicoli e gallerie, per creare Comunità energetiche basate non solo sull'energia solare, ma anche sul calore costante della terra.

In particolare, l'area metropolitana di Napoli, caratterizzata dalla presenza di tre diversi siti vulcanici – Vesuvio, Campi Flegrei, Ischia – rappresenta un sito ideale per l'utilizzo in sicurezza delle più moderne tecnologie geotermiche. Alcune ricerche fatte nel passato nelle aree di Ischia e dei Campi Flegrei hanno dimostrato la presenza di un enorme potenziale, recentemente valutato in almeno 17 gigawatt termici, identificando quest'area come una delle più ricche al mondo in termini di risorse geotermiche, e anche una in cui l'utilizzo geotermico è più semplice e potenzialmente incisivo.

Le risorse a bassa entalpia sono reperibili in queste aree a profondità estremamente superficiale e perciò con costi molto contenuti per la perforazione e garanzie di sicurezza altrettanto valide, con il vantaggio enorme di rendere possibile il loro utilizzo in zone ad altissima urbanizzazione, a costi di distribuzione altrettanto ridotti, visto che i principali costi degli impianti geotermici sono imputabili alle condotte di tubazioni necessarie. Nell'area metropolitana di Napoli, caratterizzata da innumerevoli sorgenti geotermiche, alcune note da secoli come sorgenti termali superficiali, localizzate a profondità variabile ma comunque superficiale, i costi di trasporto sarebbero praticamente azzerati. Secondo un gruppo di ricercatori, fra i quali i professori di geochimica dell'Università Federico II e il vulcanologo Robert Bodnar del Virginia Polytechnic, che hanno pubblicato uno studio su American Mineralogist, la geotermia potrebbe significativamente ridurre o fermare il bradisismo dei Campi Flegrei.

Mentre Napoli resta in attesa, a Ferrara si sfrutta la geotermia da anni, arrivando a cercare calore a oltre 4.000 metri di profondità. Lo stesso calore è disponibile a meno di 200 metri sotto l'area metropolitana partenopea. Eppure nessun pubblico decisore, dal governo centrale alle giunte regionali e locali, spiega il perché di questa inconcepibile inerzia amministrativa.